

УДК 550.83+550.43+551.86

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, СТРАТИГРАФИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕСРЕДНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Мельник Игорь Анатольевич,

д-р геол.-минерал. наук, заведующий лабораторией интерпретации материалов геофизических исследований скважин ТФ ФГУП «СНИИГГиМС», Россия, 634021, г. Томск, пр. Фрунзе, 232. E-mail: migranis@mail.ru

Смирнова Ксения Юрьевна,

заведующая лабораторией геологического моделирования ТФ ФГУП «СНИИГГиМС», Россия, 634021, г. Томск, пр. Фрунзе, 232. E-mail: smirnova86@sibmail.com

Зими́на Светлана Валериевна,

канд. геол.-минерал. наук, руководитель отдела геологии нефти и газа ТФ ФГУП «СНИИГГиМС», Россия, 634021, г. Томск, пр. Фрунзе, 232. E-mail: pochta@tf-sniiggims.ru

Жданова Анастасия Владимировна,

ведущ. инженер лаборатории геологического моделирования ТФ ФГУП «СНИИГГиМС», Россия, 634021, г. Томск, пр. Фрунзе, 232. E-mail: JAV2004@rambler.ru

Елисеева Ольга Дмитриевна,

ведущ. инженер лаборатории геологического моделирования ТФ ФГУП «СНИИГГиМС», Россия, 634021, г. Томск, пр. Фрунзе, 232. E-mail: eliseevaod@tf-sniiggims.ru

Шеламова Евгения Владимировна,

ст. науч. сотр. лаборатории геологического моделирования ТФ ФГУП «СНИИГГиМС», Россия, 634021, г. Томск, пр. Фрунзе, 232. E-mail: Shelamova-e-w@yandex.ru

Актуальность работы связана с государственной задачей увеличения прироста запасов углеводородного сырья и плохой геологической изученностью нижнесреднеюрских отложений юго-востока Западной Сибири.

Цель исследования заключена в комплексном изучении геологического строения отложений нижнесреднеюрского возраста на территории Томской области, а также в определении перспективных нефтегазоносных зон, обусловленных вторичными процессами.

В работе использованы традиционные методы литологического и стратиграфического расчленения разрезов скважин по материалам каротажных диаграмм, результаты петрографического анализа шлифов зерна на основании «Дел скважин», а также инновационная технология статистической интерпретации материалов геофизических исследований скважин на предмет выявления низкоомных УВ-насыщенных коллекторов и интенсивностей вторичных геохимических процессов.

Представлены результаты обобщения геологического строения и стратиграфии нижнесреднеюрских отложений Томской области. Выделены нефтегазовые комплексы (НГК), и на основе эмпирических данных показана перспективность в образовании УВ залежей каждого НГК. По результатам инновационной интерпретации материалов геофизических исследований скважин определены интенсивности вторичных процессов и вероятность образования низкоомных УВ-насыщенных коллекторов. Определены наиболее перспективные площади их проявления в нижнесреднеюрских отложениях.

Выводы. Во-первых, наиболее перспективными НГК в нижнесреднеюрских отложениях Томской области являются надоярский и мальшевский комплексы, при условии обнаружения флюидоупоров и ловушек. Во-вторых, наиболее перспективные площади (с точки зрения обнаружения низкоомных УВ-насыщенных пластов) находятся на территориях межструктурных зон либо близко расположенных к ним. В-третьих, корреляции по латерали между выборками усредненных (по разрезу) данных интенсивностей каолинизации с низкоомным параметром, карбонатизации и пиритизации с пористостью позволяют выявить режимы формирования либо разрушения залежей УВ.

Ключевые слова:

Стратиграфия, трансгрессивно-регрессивные горизонты нижнесреднеюрских отложений, каротаж скважин, низкоомный коллектор, углеводороды, вторичный геохимический процесс.

Поиски месторождений нефти и газа в континентальных отложениях Западно-Сибирской плиты начаты в 50–60 гг. прошлого века. Многие ис-

следователи, такие как Ф.Г. Гурари, А.Э. Конторович, Ю.К. Миронов, Н.Н. Ростовцев, обращали свое внимание на высокий генерационный потен-

циал этих отложений и необходимость поиска нетрадиционных нефтегазоперспективных объектов в пролювиально-аллювиальных отложениях нижнесреднеюрского возраста.

На территории Западной Сибири формирование базальных горизонтов осадочного чехла происходило за счёт разрушения местных источников сноса и переноса осадков в палеодепрессии. Данные глубокого бурения подтверждают наличие условий для подобного формирования осадков в юго-восточной части Западной Сибири в течение ранней юры и большей части аалена, на что указывает тот факт, что геттанг-ааленские отложения представлены в основном слабосортированными грубообломочными породами пролювиально-аллювиального генезиса, в которых грубообломочная часть представлена теми же породами, что и близлежащие выступы доюрского основания.

Нижне-среднеюрские отложения представляют собой циклично построенную толщю закономерного чередования регрессивных горизонтов преимущественно песчаного и трансгрессивных – глинистого состава. Такая цикличность обусловлена одновременными колебаниями уровня сибирских морей и в основных чертах совпадает с колебаниями уровня Мирового океана [1–3]. Трансгрессивно-регрессивные уровни в Западной Сибири рассматриваются как самостоятельные стратиграфические подразделения – горизонты, что запечатлено в последних стратиграфических схемах. Регрессивно-трансгрессивные горизонты составляют гидродинамически самостоятельные резервуары, регрессивный из которых является коллектором, трансгрессивный – флюидоупором. Это позволяет рассматривать данные стратиграфические подразделения в статусе нефтегазоносных комплексов (НГК) отложений (рис. 1) [4, 5].

В пределах Западной Сибири в разрезе континентальных отложений нижней-средней юры выделяются пять нефтегазоносных комплексов (сверху вниз): малышевский, вымский, надояхский, шараповский, зимний [6]. Последние два в пределах Томской области развиты ограниченно. Каждый комплекс состоит из толщ пронизываемых пород (резервуара) и регионального глинистого флюидоупора. Над зимним резервуаром лежит левинский флюидоупор, над шараповским – китербютский, над надояхском – лайдинский, над вымским – леонтьевский экран, над малышевском – глины нижневасюганской свиты.

В пределах восточной территории Томской области отложения, соответствующие по возрасту зимнему, левинскому, шараповскому горизонтам, сильно сокращены по мощности ввиду их близости к обрамлению ЗСП и континентального генезиса. Вероятнее всего, здесь на ранних этапах формирования нижнеюрского осадочного бассейна проходили процессы, как аккумуляции, так и денудации, особенно характерные для нижней части разреза, что привело к сокращению толщин осадков и практически отсутствию глинистых отложений левинской трансгрессии, влияние которой на седиментогенез оказалось минимальным. В связи с тем, что достоверно выделить объемы вышеперечисленных горизонтов в разрезах скважин невозможно, они рассматриваются как единый регрессивный цикл – шараповский+зимний.

В условиях континентального генезиса нижнесреднеюрских отложений не наблюдается четко выраженных особенностей регрессивных циклов, включающих резервуары, и трансгрессивных, формирующих глинистые покрывки. В случаях слабовыраженных региональных покрывок нефтегазоносный комплекс практически теряет

ВОЗРАСТ МЛН. ЛЕТ И.И. Нестеров, В.И. Шильников	СИСТЕМА (период)	ОТДЕЛ (эпоха)	ЯРУС (век)	Нефтегазоносные комплексы (НГК)	ГОРИЗОНТ	СВИТА			ИНДЕКС ОПОРНЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ГОРИЗОНТОВ	ИНДЕКС РЕПЕРНЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ГОРИЗОНТОВ	НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ ПЛАСТ Т.Ф.Ф.Г.П.С.НИИГТ.МС	Стратиграфическая схема (МРСС, 2004г.)																		
						ОБЪ-ГАЗОВАЯ ФАЦИАЛЬНАЯ ОБЛАСТЬ	ОБЪ-ИРТЫШСКАЯ ФАЦИАЛЬНАЯ ОБЛАСТЬ	ИТАТСКАЯ																						
155	ЮРСКАЯ, J	СРЕДНИЙ J ₂	ОКСФОРД J _{3o}	МАЛЫШЕВСКИЙ	ВАСЮГАНСКИЙ НИЖНИЙ	ВАСЮГАНСКАЯ	ВАСЮГАНСКАЯ	ВАСЮГАНСКАЯ	I ^b	T																				
160,1			БАТСКИЙ J _{2bt}		МАЛЫШЕВСКИЙ	ТЮМЕНСКАЯ							ТЮМЕНСКАЯ	ИТАТСКАЯ	I ^a	T ₁	Ю ₂₋₆	У ₂₋₅												
165,5			БАЙОССКИЙ J _{2b}		ЛЕОНТЬЕВСКИЙ														ИТАТСКАЯ	ИТАТСКАЯ	I ^a	T ₂	Ю ₇₋₁₀	У ₆₋₉						
170,5			ВЫМСКИЙ		ВЫМСКИЙ																				ИТАТСКАЯ	ИТАТСКАЯ	I ^a	T ₃	Ю ₁₁₋₁₄	У ₁₀₋₁₃
175,5			ААЛЕНСКИЙ J _{2a}		ЛАЙДИНСКИЙ																									
180,3		ТОАРСКИЙ J _{1t}	НАДОЯХСКИЙ	ТОГУРСКАЯ	ТОГУРСКАЯ		I ^t	T ₅	Ю ₁₆																					
185		ШАРАПОВСКИЙ	Китербютский	УРМАНСКАЯ	УРМАНСКАЯ	I ^t					T ₅	Ю ₁₆																		
		Шараповский	Левинский											УРМАНСКАЯ	УРМАНСКАЯ	I ^t	T ₅	Ю ₁₆												
		ПЛИНСБАХ J _{1p}	ЗИМНИЙ	УРМАНСКАЯ	УРМАНСКАЯ	I ^t	T ₅	Ю ₁₆																						
		СИНЕМЮР J _{1s}	ЗИМНИЙ	УРМАНСКАЯ	УРМАНСКАЯ					I ^t	T ₅	Ю ₁₆																		
203	НИЖНИЙ J ₁	ГЕТТАНГСКИЙ J _{1h}	ЗИМНИЙ	УРМАНСКАЯ	УРМАНСКАЯ	Φ ₂	Ia	Ю ₁₇																						

Рис. 1. Схема стратификации отражающих горизонтов и пластов-коллекторов Западной Сибири

Fig. 1. Scheme of stratification of reflecting horizons and reservoir beds in Western Siberia

свойства создавать значительные скопления углеводородов. Исключение составляет объединенный шараповский+зимний НГК, где в разрезе урманской свиты развиты коллекторы, а перекрывающая ее тогурская свита является покрывкой.

Шараповский+зимний НГК (урманская, тогурская свиты), геттанг – ранний тоар

В пределах урманской свиты выделяются песчаные пласты-коллекторы Ю₁₇ и Ю₁₆, которые являются потенциальными резервуарами нефти и газа. Исследования последних лет показали, что благоприятными зонами для формирования крупных высокодебитных залежей в отложениях нижней юры являются прогибы и впадины, где увеличиваются мощности и экранирующих, и нефтематеринских толщ, и резервуаров, а также улучшаются фильтрационно-емкостные свойства содержащихся в них пластов-коллекторов [5].

Разрезы отложений шараповского+зимнего НГК на территории области вскрыты порядка 118 скважинами, расположенными в пределах крупных отрицательных структур: Ньюрольской, Усть-Тымской, Бакчарской мега- и мезовпадин и Колтогорского мезопргиба. Группа песчаных пластов Ю₁₇ залегает на доюрских образованиях и без видимого перерыва перекрывается отложениями средней подсвиты урманской свиты. Мощность отложений изменяется от 0 до 98 м (скв. Черталинская-1) при средней толщине 35–40 м. Согласно макро- и микроскопическому описаниям керна, отложения урманской свиты представлены песчано-гравийно-галечными породами, состав обломочной части которых определяется местными источниками сноса. О близости источников свидетельствуют несортированность, неокатанность и неслоистость осадков. Для Колтогорского и Ньюрольского НГР характерно развитие песчаников кварц-грауваккового и грауваккового состава, гравелитов и конгломератов.

Углисто-аргиллитовая пачка средней подсвиты урманской свиты, залегающая непосредственно на доюрских образованиях либо на песчаных образованиях группы пластов Ю₁₇, вскрыта в разрезах 41 скважины. Толщина пачки изменяется от 0 до 70 м (скв. Крыловская-2) при средней в 40 м.

По данным кернового материала, полученного в скважинах Колтогорского, Ньюрольского и Казанского НГР, отложения средней пачки имеют в основном сходную литологическую характеристику и представлены аргиллитами от темно-серых до черных, плотными, крепкими, углистыми, с многочисленными включениями обуглившегося растительного детрита. Исключением являются разрезы скважин Пионерская-1 и Черталинская-1, где эти отложения представлены преимущественно песчано-гравелитовой толщей пород.

В Усть-Тымской мегавпадине (Толпаровская, Вертолётная площади) в глинистой пачке отмечаются единичные маломощные прослои песчаников и алевролитов. В восточных районах территории

(Ажарминская, Западная, Ярская площади) отмечается значительное замещение глинистых отложений песчаными разнозернистыми породами.

Отложения верхней подсвиты урманской свиты вскрыты в 53 скважинах. Толщина горизонта колеблется от 0 до 45 м (Куль-Ёганская-2) и в среднем составляет 20–25 м. Для отложений верхней подсвиты урманской свиты характерно литологическое разнообразие: от пелитово-алевролитовых разностей до псефитовых. Отмечаются углистые пропластки, обугленные растительные остатки.

Согласно исследованиям, проведенными ТФ СНИИГГиМСа [7] в Колтогорском прогибе, Ньюрольской, Бакчарской впадинах и западной части Усть-Тымской впадины, горизонт представлен кварц-граувакковыми, полевошпатово-граувакково-кварцевыми и граувакковыми типами песчаных пород. Для песчаников горизонта Ю₁₆ характерна разнозернистость: от мелкозернистых, часто заглинизированных, до грубозернистых пород, а также различная степень сортировки и окатанности. Состав обломков определяется петрографическим составом близлежащих палеовыступов. Литологическая характеристика пород свидетельствует о том, что отложения горизонта Ю₁₆ представлены как аллювиально-пролювиальными, так и озёрными фациями.

Отложения тогурской свиты, перекрывающие урманскую, являются главными нефтепроизводящими породами в континентальных отложениях юрского возраста центральных и южных районов Западной Сибири (А.Э. Конторович и др.) [8, 9]. Мощность тогурской свиты меняется от 0 до 46 м (скв. Парбигская-1) при средней 15–20 м. Практически повсеместно отложения свиты представлены аргиллитами серыми, зеленовато-, темно- и буровато-серыми, буровато-чёрными, иногда углистыми, плитчатыми, часто перемятыми, с зеркалами скольжения, иногда битуминозными, с прослоями алевролитов и песчаников. В восточном направлении характеристика отложений свиты меняется, происходит увеличение доли алевролитового и песчаного материалов вплоть до полного опесчанивания (Ажарминская площадь).

Надояхский НГК (пешковская свита), поздний тоар – ранний аален

Надояхский НГК включает отложения пласта Ю₁₅, залегающие между тогурской свитой и угольным пластом У₁₄, хорошо охарактеризован кернами на территории Ньюрольской мегавпадины. В строении горизонта участвуют песчаники различной структуры, алевролиты, конгломераты, отмечаются прослойки аргиллитов и линзы угля.

Грубообломочная часть, составляющая до 60–70 % породы, представлена галькой размером 1–6 см, с преобладанием обломков диаметром 3–4 см. Среди песчаников различаются крупно-, крупно-средне-, средне-мелко- и мелкообломочные разности. Цемент в песчаниках составляет от 3–4 до 15–20 % (плёночно-поровый тип), иногда

его содержание достигает 40–45 % (базально-поровый тип). Цемент чаще сложного глинисто-карбонатного состава.

Отложения надояхского НГК, так же как и образования тогурской, урманской свит, заполняют в основном депрессионные участки палеорельефа и их склоны, но зона их развития гораздо шире.

Вымский НГК (нижне-среднетюменская подсвиты),
поздний аален – поздний байос

В региональном плане вымский НГК представлен переслаивающимися песчаниками и глинистыми разностями и включает образования групп песчаных пластов Ю_{11–14} и Ю_{7–10} и залегающую между ними углисто-глинистую пачку, к кровле пластов Ю_{11–14} приурочен региональный сейсмический и геологический репер – угольный пласт У₁₀. Группа пластов Ю_{7–10} по литологическому составу пород представлена неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов с многочисленными прослоями углистых аргиллитов и углей – У_{6–9}.

Песчаный пласт Ю₁₄, датируемый ааленом, представляет собой переслаивание песчаников различной размерности (более крупнообломочных – на бортах крупных положительных структур и более тонкообломочных – в центральных частях депрессионных зон) с аргиллитами и алевролитами, перекрыт углисто-глинистой пачкой, которая представлена тёмно-серыми и чёрными массивными неслойчатыми аргиллитами со значительным количеством углей и углистых аргиллитов. Толщина пачки заметно увеличивается в направлении осевых частей депрессии от 10 до 70 м.

Выше по разрезу выделяется серия песчаных пластов Ю_{11–13}, переслаивающихся с алевролитами и аргиллитами. Для этого горизонта характерна литологическая изменчивость и невыдержанность песчаных тел по латерали и практически полное отсутствие крупнозернистых песчаников и грубообломочных пород. Это свидетельствует о том, что, в отличие от более древних песчаных горизонтов, эти отложения формировались в условиях более нивелированного рельефа, когда местные источники сноса перестали играть существенную роль, и в качестве основного поставщика терригенного материала стали выступать структуры обрамления – Алтае-Саянская складчатая область, Енисейский кряж и т. д.

В кровле вымского песчаного горизонта залегают углисто-глинистая пачка, которую венчает регионально выдержанный угольный пласт У₁₀. Пачка датируется поздним ааленом – ранним байосом. Глинистый леонтьевский горизонт от кровли угольного пласта У₁₀ до кровли У₆ датируется байосским возрастом.

К началу байоса на большей части исследуемой территории образования фундамента были перекрыты отложениями осадочного чехла, и привнос терригенного материала осуществлялся главным образом со структур обрамления. В байосе и бате

территория представляла собой почти горизонтальную, незначительно возвышающуюся над уровнем моря, обширную озёрно-аллювиальную, озёрно-болотную и заболоченную равнину. Колебания уровня мирового океана приводили к тому, что морские воды проникали с севера на сотни километров.

Малышевский НГК (верхнетюменская-нижневасюганская подсвиты) поздний байос – ранний оксфорд

Малышевский горизонт вмещает в себя песчаные пласты резервуара Ю_{2,6}. Пачка, залегающая между угольными пластами У₆ и У₄, наиболее опесчанена и содержит мощные горизонты Ю₅ и Ю₆. Эти горизонты, хотя и не являются хорошо выдержанными по латерали, достаточно уверенно выделяются в разрезах многих скважин. Максимальные толщины песчаников достигают 45 м. Пачка, заключённая между угольными пластами У₄ и У₂, содержит песчаные горизонты Ю₃ и Ю₄, которые также характеризуются латеральной и фациальной неоднородностью.

Венчает разрез тюменской свиты песчаный горизонт Ю₂, который перекрывается морскими отложениями нижневасюганской подсвиты. На ряде площадей отложения песчаного горизонта Ю₂ и угольного пласта У₂ размыты и морские отложения келловая с перерывом залегают на тюменской свите.

Морские ингрессии особенно характерны для позднебатского времени. Тем не менее, на большей части территории Западной Сибири в бате, так же как и в байосе, доминировали аллювиальные, аллювиально-озёрные и озёрно-болотные обстановки осадконакопления. В это время на обширных заболоченных территориях шёл интенсивный процесс углеобразования. Песчаники формировались главным образом в руслах палеорек, палеодельтах и прибрежных частях небольших по размерам палеоозёр [10].

Условия седиментации батских отложений предопределили отсутствие в разрезе комплекса региональных резервуаров и экранов. Песчаные горизонты распространяются локально и характеризуются значительной фациальной и латеральной неоднородностью. Угольные пласты и углито-глинистые пачки также распространены мозаично и могут служить надёжными реперами только в пределах ограниченных территорий [11].

В итоге многолетних поисково-разведочных работ на территории Томской области открыто и поставлено на Государственный баланс 25 месторождений УВ, приуроченных к континентальным отложениям нижней и средней юры. Практически все месторождения многопластовые, кроме Парбигского, Вартовского и Бурановского (табл. 1).

Залежи *зимнего+шараповского НГК* открыты на Северо-Фестивальном, Майском и Северо-Майском месторождениях; *надояхского НГК* – на Герасимовском, Арчинском, Урманском, Западно-Майском, Майском, Южно-Майском, Среднемай-

тенасыщенности интервала по следующей зависимости [14]:

$$p = \sum_{j=1}^m \left(\left(\sum_{i=1}^l R_i^2 \right) / l \right) / m, \quad (2)$$

где i – индекс, отражающий количество задающих точек скользящей линии; j – количество шагов. При статистическом анализе данной зависимости было выявлено, что значимым результатом определения коэффициентов корреляции можно принять задающее количество точек a_i от семи и выше, с шагом $h=(a_n-7)/l$.

В этом случае вероятность p – это аппроксимирующая величина, отражающая такую *долю положительных величин* в корреляционной связи между УЭС и общей пористостью, которая соответствует данной зависимости в доверительном интервале $\pm 5\%$. Проще говоря, этот статистический параметр показывает среднее значение аппроксимации для положительной зависимости пористости и УЭС.

Чем больше математическая величина вероятности p , тем больше доверия к тому факту, что исследуемый интервал насыщен УВ. Назовем этот параметр *вероятностью насыщения УВ*.

Вероятная встречаемость интервалов с вероятной УВ насыщенностью по скважине определялась согласно выражению:

$$P_{\text{вв}} = m/N, \quad (3)$$

где m – количество интервалов в скважине, в которых определена вероятность насыщения УВ; N – количество всех исследуемых интервалов в скважине.

В свою очередь известно, что вторичные геохимические процессы в песчаной породе могут образовывать высоко-электропроводящий двойной электрический слой (ДЭС) глинистой фракции, либо вторичная пиритизация в совокупности с ДЭС может сформировать замкнутую электрическую цепь, понижающую УЭС породы и неучтенную стандартными методами интерпретации данных ГИС [15, 16]. В результате перспективные УВ насыщенные пласты могут пропускаться. Для учета вероятности возникновения низкоомного УВ насыщенного интервала в мультипликативную вероятность необходимо ввести вероятностный коэффициент, отражающий долю влияния метасоматитов породы на УЭС пласта.

Для определения доли интервала пласта, где вторичный процесс преобразует вещество, путем скользящей линии точек вдоль оси скважины с неким шагом вычисляем необходимый параметр по следующей зависимости [12, 13]:

$$Y = q/n = \left(\sum_{i=1}^n q_i \right) / n, \quad (4)$$

где q – количество выборочных значений с отрицательной корреляцией содержания элементов влияния на УЭС (1), т. е. при условии $R_i < -0,6$; n – генеральная выборка (количество точек песчаного интервала). Статистический параметр Y выражает

интервальную меру влияния минералов твердой фазы породы, контролирующую понижение УЭС в песчаниках исследуемых пластов, т. е. показывает долю вещества исследуемого интервала, понижающего электрическое сопротивление. Назовем его *интервальный параметр*.

Многочисленные теоретические и эмпирические исследования показали, что средняя интенсивность вторичных процессов по скважине пропорциональна произведению статистических параметров [12, 13, 17]:

$$\langle I \rangle \sim \langle YR^2 \rangle.$$

С увеличением интенсивности преобразования увеличиваются содержания вторичных минералов (пиритов), плотность катионов (калия) в ДЭС (при пелитизации) и межслоевая проводимость [15, 16]. Все это приводит к повышению электрической проводимости, не учитываемой при стандартной интерпретации ГИС. Отрицательная регрессия содержания железа, калия и глинистости с УЭС породы позволяет определять параметры их влияния Y и R^2 для каждого исследуемого песчаного интервала. Для определения содержания перечисленных элементов влияния разработана технология вычисления их относительной концентрации по материалам стандартного комплекса ГИС [18, 19].

Зная относительные содержания железа, калия и глинистости с последующим вычислением их статистических параметров Y и R в отрицательных регрессионных связях с УЭС (при $R < -0,6$) можно определить параметр скрытой электрической проводимости (СЭП):

$$Q = \sum YR_i^2. \quad (5)$$

Очевидно, что каждый из этих параметров пропорционален интенсивности процесса и содержанию вторичного минерала. Например, концентрацию пирита в песчаной породе юрских отложений можно определить по эмпирической зависимости [12]:

$$C_{\text{пир}} = 0,0041Y_{\text{пир}}^2 - 0,1338Y_{\text{пир}} + 0,9194. \quad (6)$$

В данном случае сопоставление результатов петрографических исследований шлифов зерна на предмет содержания пирита с результатами вычисления по формуле (4) (по материалам ГИС, при значениях $Y_{\text{пир}}$ (*усредненных по интервалу*) выше граничного $Y_{\text{гр}} = 0,2$) показали высокое линейное корреляционное соответствие, с $R_{\text{пир}} = +0,97$.

При сопоставлении интенсивностей проявления процессов каолинизации, пелитизации и карбонатизации, определенных по данным ГИС (НГК, ГК, КС, ПС), с результатами петрографических исследований шлифов (по определению содержания вторичных минералов) были выявлены следующие коэффициенты корреляции: $R_{\text{карб}} = +0,9$; $R_{\text{пел}} = +0,75$; $R_{\text{каоли}} = +0,78$ [4].

Анализируя полученные параметры (2, 3, 5), можно утверждать, что все они связаны с вероятностью образования низкоомных нефтегазонасыщенных интервалов. Поэтому следует ввести мультипликативный параметр Φ – вероятности образования УВ насыщенного низкоомного интервала в толще горных пород:

$$\Phi = \langle Q \rangle \langle p \rangle P_{об}. \quad (7)$$

Введенный параметр (7) отражает вероятность встречаемости, вероятность определения и параметр скрытой электрической проводимости низкоомного нефтегазонасыщенного пласта. А его территориальное распределение (усредненное по нижнесреднеюрским пластам) будет выражать перспективность присутствия УВ исследуемых низкоомных зон.

С целью определения эффективности соответствия вычисляемых статистических параметров p и Q с характером насыщения песчаных коллекторов нижнесреднеюрских отложений было проведено сопоставление данных параметров с результатами испытания скважин и литологических исследований керна в 120 интервалах, из которых 83 – водонасыщенные (либо сухие) и 37 – УВ-содержащие.

Покажем результаты сопоставления усредненного по структурам статистического параметра Qp с усредненными эмпирическими данными ($\langle n \rangle$) испытания пласта и литологическими исследованиями образцов керна на предмет среднего количества интервалов с присутствием УВ. Сопоставление выявило две прямо пропорциональные линейные регрессии (группы структур) с коэффициентами $R_1 = +0,8$ и $R_2 = +0,88$ (рис. 2). Следует отметить, что каждая точка имеет среднюю статистическую значимость выборки Qp порядка 10^3 значений и ~ 10 эмпирических значений (как с УВ, так и с водой). Поэтому полученные зависимости подтверждают то, что среднестатистический параметр Qp по латерали достоверно отражает вероятность присутствия в нижнесреднеюрских горизонтах нефтегазонасыщенных пластов. Причем приблизительные минимальные граничные значения параметра Qp для каждой из групп будут отличаться: $Qp_{гр1} \approx 0,03$ у.ед. и $Qp_{гр2} \approx 0,08$ у.ед.

К первой группе структур относятся: Пыль-Караминский мегавал, Нюрольская мегавпадина, Северо-Парабельская мегамоноклиналь, Усть-Тымская мегавпадина и Пудинское мезоподняtie; ко второй группе – Александровский свод, Владимировский мегавыступ, Парабельский мегавыступ, Калгачский мезовыступ, Караминская мезоседловина и межструктурная зона. Очевидно, что параметр Qp несет в себе еще одну характеристику формирования УВ залежи (кроме количества УВ насыщенных пластов). Выясним причину образования этих групп.

Прежде всего, заметим, что изменение параметра Qp может быть обусловлено изменением доли поверхностной электропроводимости твердой фазы породы относительно общей проводимости. В свою очередь, изменения поверхностной проводимости и интенсивности преобразования зависят от трансформации пористости, трещинноватости и рН среды. И совершенно ясно, что для двух групп структур перечисленные характеристики должны влиять различным образом.

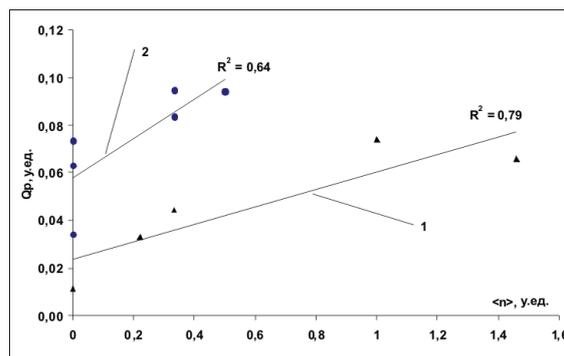


Рис. 2. Сопоставление статистического параметра вероятности образования низкоомного УВ насыщенного интервала (усредненного по структурам) с эмпирическими данными среднего количества интервалов с присутствием УВ, где 1, 2 – номера групп структур

Fig. 2. Comparison of statistical parameter of probability of low-resistivity hydrocarbon saturated interval (structure average) formation with the empirical data of average amount of intervals with hydrocarbons where 1, 2 are the numbers of structure groups

Территориальное (латеральное) распределение усредненных (по структурам) статистических данных выявило соответствие параметра Qp эмпирическим данным. В свою очередь, при анализе вертикально расположенных нефтегазовых комплексов (по разрезу скважин) было обнаружено, что параметр Qp не коррелирует с эмпирическими данными. Очевидно, что отсутствие корреляции является следствием влияния таких факторов, не связанных с присутствием УВ, как температура, минерализация и градиент давления в зависимости от глубины на показание УЭС породы и, следовательно, на вычисляемые статистические параметры. Усреднение статистических параметров по глубине позволяет избежать проявления этих искажающих факторов.

Разломы могут быть как источниками образования многоэтажных залежей УВ, так и фактором, разрушающим ранее сформированные залежи и ловушки [20]. Поэтому влияния разломов и соответствующих трещин на процессы, обуславливающие показания статистических параметров, будут различны. Рассмотрим эти влияния.

Во-первых, в режиме разрушения имеющейся УВ залежи, с увеличением расстояния до разлома (интенсивность вторичной каолинизации уменьшается), повышается вероятность существования УВ насыщенных интервалов. Причем поступающие из пласта в разлом УВ флюиды латерально замещаются водой, приводящей к образованию ореола водонефтяного контакта и вторичной карбонатизации. Интенсивность вторичной карбонатизации от расстояния до разлома не зависит, но с увеличением карбонатизации пористость будет уменьшаться.

Во-вторых, в режиме формирования нефтегазонасыщенных залежей, с увеличением расстояния до разлома (как источника флюидов) вероят-

ность образования УВ насыщенных интервалов уменьшается. В свою очередь, будет уменьшаться интенсивность вторичной пиритизации пористых коллекторов, а пористость будет увеличиваться.

По данным каротажных диаграмм, для 37 песчаных УВ насыщенных пластов, применяя разработанную методику интерпретации, были вычислены интенсивности таких вторичных процессов, как каолинизация, пелитизация, пиритизация и карбонатизация, а также коэффициент общей пористости и средняя концентрация пирита (6).

На основании того, что интенсивность вторичной каолинизации может служить показателем расстояния до разлома (обратная экспоненциальная зависимость [21]), можно построить корреляционные связи между статистическими параметрами и, вычислив их коэффициенты корреляции, проверить вышесказанные замечания. Судя по полученным результатам (табл. 2 и 3), для первой группы структур характерен режим разрушения, а для второй группы – режим формирования залежей. Следовательно, причиной образования именно двух положительных регрессий (рис. 2) в значительной степени являются вышеперечисленные антагонистические режимы. В свою очередь, вне зависимости от режима образования залежи в обоих случаях индикатором присутствия УВ может служить пирит.

Таблица 2. Корреляция статистических параметров первой группы структур

Table 2. Correlation of statistical parameters of the first structure group

	<n>	Qp	Y _{пир}	I _{као}	I _{карб}	k _п	C _{пир}
<n>	1						
Qp	0,89	1					
Y _{пир}	-0,36	-0,64	1				
I _{као}	-0,91	-0,83	0,63	1			
I _{карб}	-0,09	-0,44	0,38	4E-17	1		
k _п	0,27	0,67	-0,64	-0,23	-0,91	1	
C _{пир}	0,74	0,63	0,17	-0,42	-0,32	0,28	1

Таблица 3. Корреляция статистических параметров второй группы структур

Table 3. Correlation of statistical parameters of the second structure group

	<n>	Qp	Y _{пир}	I _{као}	I _{карб}	k _п	C _{пир}
<n>	1						
Qp	0,80	1					
Y _{пир}	0,73	0,58	1				
I _{као}	0,59	0,43	0,90	1			
I _{карб}	-0,22	-0,38	0,40	0,57	1		
k _п	-0,76	-0,89	-0,35	-0,06	0,67	1	
C _{пир}	0,76	0,78	0,71	0,37	-0,20	-0,83	1

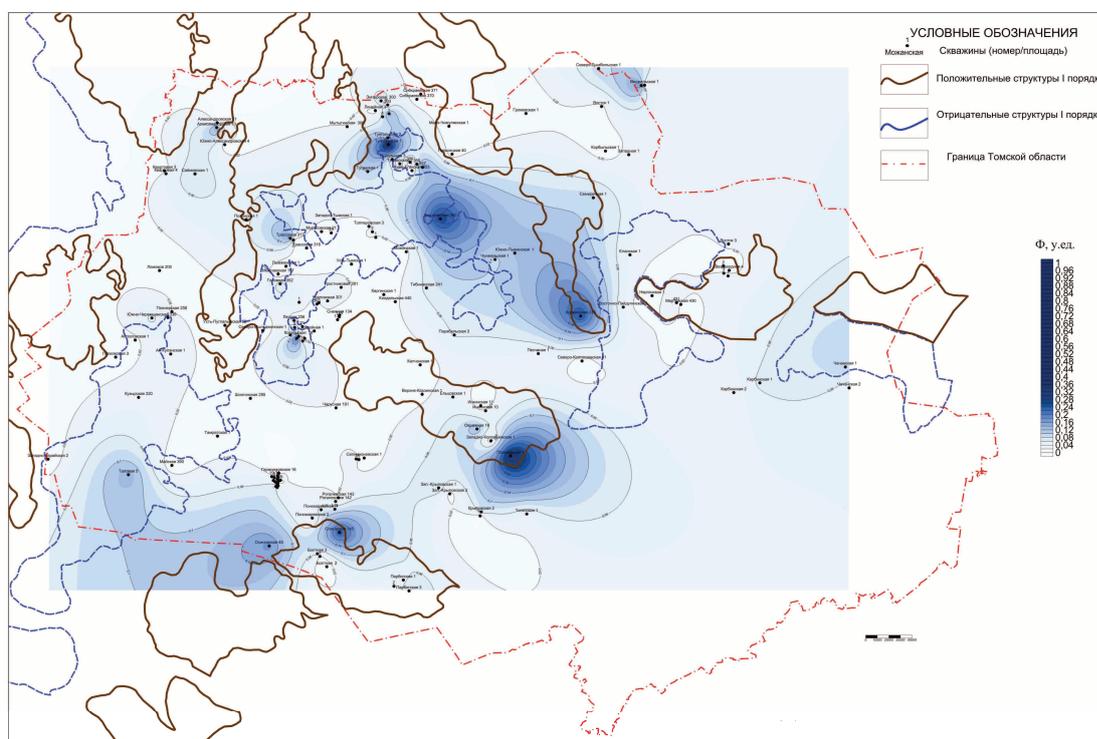


Рис. 3. Латеральное распределение мультипликативного параметра вероятности образования УВ-насыщенного низкоомного интервала в нижнесреднеюрских отложениях на территории Томской области (структуры 1 порядка отражающего горизонта Ila, по В.А. Конторовичу, 2012)

Fig. 3. Lateral distribution of multiplicative parameter of probability of hydrocarbon-saturated low-resistivity interval formation in low-middle Jurassic deposits within the territory of Tomsk region (structures of the first order of the reflecting horizon Ila by V.A. Kontorovich, 2012)

По рассмотренной инновационной методике интерпретации материалов ГИС исследовались нижнесреднеюрские песчаные пласты 150 скважин (порядка 740 песчаных интервалов) Томской области, приуроченные к таким структурам первого порядка как: Пайдугинский мегавал, Парабельский мегавыступ, Северо-Парабельская мегамоноклиналь, Владимировский мегавыступ, Усть-Тымская мегавпадина, Восточно-Пайдугинская мегавал, Средне-Васюганский мегавал, Александровский свод, Пыль-Караминский мегавал, Ньюольская мегавпадина, Средне-Васюганский мегавал и их зон сочленения. Были определены статистические интенсивности пиритизации, пелитизации и интенсивность проявления ДЭС, на основании которых вычислялся параметр СЭП (5). Также по формулам (2) и (3) определялись параметры вероятности для каждого песчаного интервала. После усреднения определенных параметров по всей нижнесреднеюрской толще для каждой скважины проводилось вычисление мультипликативного параметра Φ по формуле (7).

Распределение мультипликативного параметра вероятности образования УВ насыщенного низкоомного интервала наиболее ярко выразилось на территориях: северо-востока Томской области, Карамин-

ской мезоседловины, восточной части Усть-Тымской мегавпадины, Пайдугинского мегавала, южной части Парабельского мегавыступа, а также Сомовской, Осиновской и Таловой площадей (рис. 3).

Итак, обобщая проведенные исследования, можно сделать следующие выводы. *Во-первых*, наиболее перспективными НГК в нижнесреднеюрских отложениях Томской области являются надояхский и малышевский комплексы, при условии обнаружения ловушек и флюидоупоров. *Во-вторых*, наиболее перспективные площади (с точки зрения обнаружения низкоомных УВ-насыщенных залежей) находятся на территориях межструктурных зон либо близко расположенных к ним. *В-третьих*, корреляции по латерали между выборками усредненных (по разрезу) данных интенсивностей процессов каолинизации с параметром Q_p , карбонатизации и пиритизации с пористостью позволяют выявить режимы формирования либо разрушения залежей УВ.

Таким образом, низкоомные залежи в нижнесреднеюрских песчаных пластах территории Томской области обусловлены миграцией флюидов по разломам и трещинам фундамента, образованных в результате тектонических процессов в зонах его растяжения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Обстановки осадконакопления и фации / под ред. Х. Редига. – М.: Изд-во «Мир», 1990. – Т. 2. – С. 43–47.
- Хеллем А. Юрский период. – Л.: Недра, 1983. – 272 с.
- Леворсен А. Геология нефти и газа. – М.: Мир, 1970. – 640 с.
- Даненберг Е.Е., Белозёров В.Б., Брылина Н.А. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область). – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 295 с.
- Геологическое строение и нефтегазоносность нижней-средней юры Западно-Сибирской провинции / Ф.Г. Гурари, В.П. Девятков, В.И. Демин и др. – Новосибирск: Наука, 2005. – 156 с.
- Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.
- Тищенко Г.И. Геологическое строение и нефтегазоносность зоны контакта доюрского фундамента и осадочного чехла юго-восточной части Западно-Сибирской плиты (Томская область): дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Новосибирск, 1978. – 244 с.
- Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. – 253 с.
- Конторович В.А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 4. – С. 461–474.
- Селли Р.Ч. Древние обстановки осадконакопления. – М.: Недра, 1989. – 294 с.
- Петтиджон Ф.Дж., Поттер П., Сивер Р. Пески и песчаники. – М.: Мир, 1976. – 536 с.
- Мельник И.А. Выявление вторично преобразованных терригенных коллекторов на основе статистической интерпретации материалов ГИС // Геофизика. – 2013. – № 4. – С. 29–36.
- Мельник И.А. Вычисление интенсивности вторичных геохимических процессов в песчаных пластах по материалам геофизических исследований скважин // Каротажник. – 2014. – № 1. – С. 52–66.
- Мельник И.А. Статистический метод отличия водонасыщенных (низкоомных) коллекторов от нефтегазонасыщенных и выявления перспективных зон // Каротажник. – 2012. – № 4. – С. 29–42.
- Мельник И.А., Ерофеев Л.Я. Физико-геохимическая модель низкоомного коллектора и ее практическое применение // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 3. – С. 46–50.
- Мельник И.А. Причины понижения электрического сопротивления в низкоомных коллекторах // Геофизические исследования. – 2014. – № 4. – С. 44–53.
- Мельник И.А. Определение интенсивности вторичных геохимических процессов на основе статистической интерпретации материалов ГИС // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 11. – С. 35–40.
- Мельник И.А. Выделение нефтенасыщенных интервалов на основе переинтерпретации ГИС в низкоомных коллекторах-песчаниках // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 4. – С. 34–36.
- Мельник И.А. Расчет концентраций железа и калия в коллекторах-песчаниках на базе стандартных методов ГИС. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ, № 2008613040, 25 июня 2008 г.
- Гогель Ж. Основы тектоники / пер. с франц. С.С. Шульца под ред. А.А. Богданова. – М.: Мир, 1969. – 440 с.
- Мельник И.А. Вторичная каолинизация песчаных пластов как признак тектонических нарушений осадочного чехла // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 9. – С. 22–27.

Поступила 16.07.2015 г.

UDC 550.83+550.43+551.86

GEOLOGICAL STRUCTURE, STRATIGRAPHY AND PERSPECTIVES OF OIL AND GAS POTENTIAL IN THE LOW-MIDDLE JURASSIC DEPOSITS IN TOMSK REGION

Igor A. Melnik,

Tomsk Branch of the «Siberian Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources», 232, Frunze Avenue, Tomsk, 634021, Russia.

E-mail: migranis@mail.ru

Kseniya Yu. Smirnova,

Tomsk Branch of the «Siberian Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources», 232, Frunze Avenue, Tomsk, 634021, Russia.

E-mail: smirnova86@sibmail.com

Svetlana V. Zimina,

Tomsk Branch of the «Siberian Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources», 232, Frunze Avenue, Tomsk, 634021, Russia.

E-mail: pochta@tf-sniiggims.ru

Anastasiya V. Zhdanova,

Tomsk Branch of the «Siberian Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources», 232, Frunze Avenue, Tomsk, 634021, Russia.

E-mail: JAV2004@rambler.ru

Olga D. Eliseeva,

Tomsk Branch of the «Siberian Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources», 232, Frunze Avenue, Tomsk, 634021, Russia.

E-mail: eliseevaod@tf-sniiggims.ru

Evgeniya V. Shelamova,

Tomsk Branch of the «Siberian Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources», 232, Frunze Avenue, Tomsk, 634021, Russia.

E-mail: Shelamova-e-w@yandex.ru

The relevance of the discussed paper is related to a national objective of increasing a gain of stocks of hydrocarbonic raw materials and bad geological study of the Lower-Middle Jurassic deposits of the Southeast of Western Siberia.

The main aim of the research consists in complex studying of geological structure of the Lower-Middle Jurassic layers on the territory of Tomsk region as well as in defining the perspectives of oil-and-gas zones caused by the secondary processes.

The authors have used the traditional methods of lithological and stratigraphy correlation of cuts of wells on the materials of well logging, descriptions of results of petrographic analysis of shlif on the base of «Affairs of wells», and the innovative statistical interpretation method of the GIS date regarding the identification of low-impedance hydrocarbonic saturated collectors and intensity of the secondary geochemical processes.

The paper introduces the results of generalization of a geological structure and stratigraphy of the Lower-Middle Jurassic deposits of the Tomsk region. Oil and gas complexes were allocated and on the base of empirical data the prospects in formation of hydrocarbon deposits of each complex were shown. The intensity of the secondary processes and probability formation of low-resistance collector were based on the innovative statistical interpretation method of the GIS date. The authors determined the areas of higher perspective in Lower-Middle Jurassic deposits.

The results. Nadoyakhsky and malyshevsky complexes are the most perspective oil and gas companies in the Lower-Middle Jurassic deposits of the Tomsk region, in case of detection of impermeable layers and traps. The most perspective areas (from the point of view of detection of the low-impedance hydrocarbonic saturated deposits) are within the territories of interstructural zones, or the ones close located to them. Lateral correlations between the samplings of the average data (on a section) of kaolinization intensities with a low-impedance parameter, carbonization and pyritization with porosity allow revealing the formation modes, or destructions of hydrocarbonic deposits.

Key words:

Stratigraphy, transgressive and regressive horizons of Low-Middle Jurassic deposits, well logging, low-resistance collector, hydrocarbons, secondary geochemical process.

REFERENCES

1. *Obstanovka osadkonakopleniya i fatsii* [Sedimentary environment and facies]. Ed. by Kh. Reding. Moscow, Mir Publ., 1990. Vol. 2, pp. 43–47.
2. Khellem A. *Yurshiy period* [Jurassic Period]. Saint-Petersburg, Nedra Publ., 1983. 272 p.
3. Levorsen A. *Geologiya nefi i gaza* [Oil and gas geology]. Moscow, Mir Publ., 1970. 640 p.
4. Danenberg E.E., Belozherov V.B., Brylina N.A. *Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost verkhneyurskikh – nizhnemelovykh otlozheniy yugo-vostoka Zapadno-Sibirskoy plity (Tomskaya oblast)* [Geological structure and petroleum potential of the middle-Cretaceous – lower-Jurassic deposits of the Southeast of Western Siberia (Tomsk region)]. Tomsk, TPU Publ. house, 2006. 295 p.
5. Gurari F.G., Devyatov V.P., Demin V.I. *Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost nizhney-sredney yury Zapadno-Sibirskoy provintsi* [Geological structure and petroleum potential of the Lower-Middle Jurassic of Western Siberian province]. Novosibirsk, Nauka Publ., 2005. 156 p.
6. *Reshenie 6-go Mezhvedomstvennogo stratigraficheskogo soveshchaniya po rassmotreniyu i prinyatiyu utochnennykh stratigraficheskikh skhem mezozoyskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri* [The resolution of the 6th Interdepartmental Stratigraphic Meeting on the consideration and adoption of revised stratigraphic schemes of Mesozoic deposits of Western Siberia]. Novosibirsk, SNIIGiMS Publ., 2004. 114 p.
7. Tishchenko G.I. *Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost zony kontakta doyruskogo fundamenta i osadochnogo chekhla yugovostochnoy chasti Zapadno-Sibirskoy plity (Tomskaya oblast)*. Dis. Kand. nauk [Geological structure and petroleum potential of the contact zones of pre-Jurassic base and sedimentary cover of the Southeast of Western Siberia (Tomsk region). Cand. Diss.]. Novosibirsk, 1978. 224 p.
8. Kontorovich V.A. *Tektonika i neftegazonosnost mezozoysko-kaynozoykskikh otlozheniy yugo-vostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri* [Tectonics and petroleum history of Mesozoic and Cainozoic deposits of southeastern regions of Western Siberia]. Novosibirsk, SB RAS Publ., branch «GEO», 2002. 253 p.
9. Kontorovich V.A. *Mezozoysko-kaynozoykskaya tektonika i neftegazonosnost Zapadnoy Sibiri* [Tectonics and petroleum history of Mesozoic and Cainozoic deposits of southeastern regions of Western Siberia]. *Geology and geophysics*, 2009, vol. 50, no. 4, pp. 461–474.
10. Selli R. *Drevnie obstanovki osadkonakopleniya* [Ancient sedimentation environment]. Moscow, Nedra Publ., 1989. 294 p.
11. Pettigone F.J., Potter P., Siver R. *Peski i peschaniki* [Sand and sandstones]. Moscow, Mir Publ., 1976. 536 p.
12. Melnik I.A. *Vyyavlenie vtorichno preobrazovannykh terrigenykh kollektorov na osnove statisticheskoy interpretatsii materialov GIS* [Identification of secondary transformed terrigenous collectors on the base of statistical interpretation of materials GIS]. *Geofizika*, 2013, no. 4, pp. 29–36.
13. Melnik I.A. *Vychislenie intensivnosti vtorichnykh geokhimicheskikh protsessov v peschanykh plastakh po materialam geofizicheskikh issledovaniy skvazhin* [Calculation of intensity of secondary geochemical processes in sandy layers on the materials of geophysical surveys of wells]. *Karotazhnik*, 2014, no. 1, pp. 52–66.
14. Melnik I.A. *Statisticheskii metod otlichiya vodonasyshchennykh (nizkoomnykh) kollektorov ot neftegazonasyshchennykh i vyyavleniya perspektivnykh zon* [Statistical method of difference of water-saturated (low-impedance) collectors from oil and gas saturated and identification of perspective zones]. *Karotazhnik*, 2012, no. 4, pp. 29–42.
15. Melnik I.A., Erofeev L.Ya. *Fiziko-geokhimicheskaya model nizkoomnogo kolektora i ee prakticheskoe primeneniye* [Physics and geochemical model of the low-impedance collector and its practical application]. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2014, no. 3, pp. 46–50.
16. Melnik I.A. *Prichiny ponizheniya elektricheskogo soprotivleniya v nizkoomnykh kollektorakh* [The reasons of decreasing electric resistance in the low-impedance collectors]. *Geophysical Research*, 2014, no. 4, pp. 44–53.
17. Melnik I.A. *Opreделение vtorichnykh geokhimicheskikh protsessov na osnove statisticheskoy interpretatsii materialov GIS* [Determination of intensity of secondary geochemical processes on the basis of statistical interpretation of materials GIS]. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2012, no. 11, pp. 35–40.
18. Melnik I.A. *Vydelenie neftenasyshchennykh intervalov na osnove pereinterpretatsii GIS v nizkoomnykh kollektorakh-peschanikakh* [Revealing petroleum-bearing intervals based on reinterpretation of well logging data]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2008, no. 4, pp. 34–36.
19. Melnik I.A. *Raschet kontsentratsiy zheleza i kaliya v kollektorakh-peschanikakh na baze standartnykh metodov GIS* [Calculation of iron and potassium concentration in sandstones collectors on the base of the GIS standard methods]. Certificate on the state registration of the computer program, no. 2008613040, 2008.
20. Gogel Dj. *Osnovy tektoniki* [Base of tectonics]. Moscow, Mir Publ., 1969. 440 p.
21. Melnik I.A. *Vtorichnaya kaolinizatsiya peschanykh plastov kak priznak tektonicheskikh narusheniy osadochnogo chekhla* [Secondary kaolonization of sand formation as the sign of sedimentary cover tectonic deformations]. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2014, no. 9, pp. 22–27.

Received: 16 July 2015.